第36卷 第3期 中国腐蚀与防护学报 Vol.36 No.3
2016年6月 Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection Jun. 2016

海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的影响

唐 晓 时春涛 曹 光 李 焰

中国石油大学 (华东) 机电工程学院 青岛 266580

摘要: 综述分析了海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的影响。首先,凝练了海岸土壤显著区别于陆地土壤和海底土壤的腐蚀环境特征,即具有高盐含量、高湿、与空气直接接触、气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替变化等特点。其次,探讨了海岸土壤腐蚀环境因素对油气管道局部腐蚀发生和发展过程的影响。最后,分析了油气管道局部腐蚀研究思路和存在的难点,并对海岸土壤环境中管线钢的微区电化学研究方案进行了展望。

关键词: 海岸管线工程 海岸土壤环境 油气管道 局部腐蚀

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1005-4537(2016)03-0191-06

Effect of Coastal Soil Environment on Localized Corrosion for Oil and Gas Pipelines

TANG Xiao, SHI Chuntao, CAO Guang, LI Yan

College of Mechanical and Electrical Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

Abstract: The direct cause for the explosion accident occurred by Dong Huang pipeline is that the corrosion of pipeline was enhanced by coastal soil, which in turn resulted in thinning and then cracking of the pipe. Because localized corrosion cracking in coastal soils is a serious threat to the integrity and security for the pipeline, the effect of the coastal soil environment on localized corrosion for oil and gas pipelines was analyzed systematically. Typical corrosion environmental characteristics were acquired and then analyzed firstly for the specified coastal soil, which in general is rather different from the terrestrial soil and seabed soil distinctly. The coastal soil is characterized as a mixture of gas/liquid/solid multi-phases with high salt- and water-content and good air aeration, while it experiences dry-wet cycles periodically. The effect of the coastal soil environment on the initiation and propagation of localized corrosion for oil and gas pipelines is discussed. Finally, the trends and difficulties of the study in oil and gas pipeline localized corrosion are analyzed, and in the end, a scheme of micro-e electrochemical study is peculiarly prospected.

Key words: coastal pipeline engineering, coastal soil environment, oil and gas pipeline, localized corrosion

1 前言

2013年11月22日10时25分,位于山东省青岛经济技术开发区的中石化东黄输油管道泄漏爆炸引发特别重大事故(11.22事故),造成62人死亡、136人受伤,直接经济损失75172万元。通过事故调查组现场勘验、物证检测、调查询问、查阅资料,并经综合分析认定引发该事故的直接原因是:由于与排水

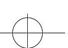
定稿日期: 2015-05-13

基金项目: 山东省优秀中青年科学家科研奖励基金计划项目 (BS2010NJ025),中央高校基本科研费用专项资金项目和中国石油大学(华东)自主创新科研计划项目 (12CX04054A) 资助

作者简介: 唐晓,男,1978年生,博士,副教授

通讯作者: 唐晓,E-mail: tangxiao@upc.edu.cn,研究方向为石油装备材料腐蚀与防护

DOI: 10.11902/1005.4537.2015.091



暗渠交叉段的输油管道所处区域土壤盐碱和地下水氯化物含量高，同时排水暗渠内随着潮汐变化海水倒灌，输油管道长期处于干湿交替的海水及盐雾腐蚀环境，加之管道受到道路承重和振动等因素影响，导致管道加速腐蚀减薄、破裂，造成原油泄漏[1]。

11.22事故发生腐蚀减薄、破裂的管线所处的是海岸土壤环境，具有土壤盐碱和地下水氯化物含量高的特点，同时还受到干湿交替的海水及盐雾腐蚀影响。显然，这种海岸土壤腐蚀环境是陆地土壤环境与海洋土壤环境的交界区域，在物理与化学性质上与陆地土壤环境和海底泥环境都存在较大差异，属于比较独特的一种腐蚀环境。处在这种典型环境中的油气管道必然具有特有的腐蚀规律。然而，目前国内针对海岸土壤环境腐蚀的研究工作相对较少，包括天津滨海盐土混凝土材料的腐蚀[2]、大港油田土壤腐蚀[3]和埕岛滩海土壤腐蚀[4]等，还不清楚管线钢在海岸土壤环境中的腐蚀特点及局部腐蚀作用机制。由于缺乏对海洋土壤环境中管线钢的局部腐蚀和破裂规律的认识，油气管道工程上也没有针对海岸埋地管线进行特别的腐蚀防护设计。例如东黄输油管道的材料为API 5L X-60直缝焊接钢管，其管道外壁采用石油沥青布防腐，外加电流阴极保护。实际工程中由于管线钢在海岸土壤环境腐蚀和局部腐蚀加速，如果存在阴极保护被屏蔽或阴极保护不足、过保护等状况，则管道存在腐蚀破裂风险。此次事故的发生已经证明，海岸土壤环境中油气管道腐蚀加速，容易发生局部腐蚀，一定条件下引发腐蚀破裂，严重影响管道的运行安全。因此，有必要提炼海岸土壤的腐蚀环境特征，并综合分析海岸土壤环境对海岸油气管道局部腐蚀的影响。

2 海岸土壤的腐蚀环境特征

近年来我国石油、天然气进口量大增，中国石油经济技术研究院发布的报告称，2014年石油对外依存度接近60%，天然气对外依存度上升至32.2%[5]。为了保障能源安全和降低成本，沿海各地建立了系列的石油储备基地、炼油厂、原油码头、LNG接收站等油气工程，随之铺设了大量的油气管道。油气管道的终端多处在类似的海岸土壤腐蚀环境中，同样面临着严重的局部腐蚀破裂风险。海岸土壤环境中存在的土壤盐碱、溶解氯化物、渗透海水及盐雾等容易造成高浓度Cl^-介质向管道的渗透，引发涂层破损或剥离[6]，引起管线钢的腐蚀。管线钢腐蚀穿孔或破裂的必要条件是表面电化学特性的局部差异，即在管线和海岸土壤环境的界面上发生了局部腐蚀。从局部腐蚀的发生和发展过程看，管线钢的腐蚀首先受到某种因素诱导发生了局部化演变，局部腐蚀进一步发展可导致穿孔或形成裂纹，造成油气等危险性介质泄露。

由于海岸土壤环境中管线钢局部腐蚀严重威胁管线的整体安全性，因此，有必要系统研究海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀发生和发展过程的影响，可以拓展对管线钢在海岸土壤中局部腐蚀、破裂的特性、机制、规律的认识，并深入了解管线钢在海岸土壤中局部腐蚀、破裂与在陆地土壤中的差别，为海岸管线工程的防腐设计、维护管理、寿命评估等提供科学依据。

油气管道工程按使用环境一般分为陆地埋地管道和海底管道，它们分别处于陆地土壤和海底土壤环境中，具有不同的腐蚀规律并采取不同的腐蚀控制策略。在其腐蚀防护方法上，陆地油气管道一般采用涂层和外加电流阴极保护的方式，常用环氧树脂涂层和聚乙烯涂层[7]；海底管线采用涂层和牺牲阳极联合进行腐蚀防护[8]，外部保温层和配重层也能起到隔绝海底腐蚀介质的作用[9]。目前，我国海岸土壤环境中的油气管道没有进行特别的设计，作为埋地管线的一部分，基本都采用陆地管线的腐蚀控制方法。沿海油气工程的管线采用了针对陆地土壤环境的腐蚀防护技术，却处在受海洋环境腐蚀因素影响的、腐蚀性更强的海岸土壤环境中，显然是存在较大的局部腐蚀和破裂隐患。腐蚀环境不同决定了腐蚀规律和作用机制的差异，目前还没有海岸土壤腐蚀环境中管线钢局部腐蚀相关的研究报道。

与海岸土壤环境相关的两个环境当中，陆地土壤环境中管线钢常见的局部腐蚀形式包括点蚀、缝隙腐蚀、应力腐蚀开裂[10]、腐蚀疲劳[11,12]、氢致开裂[13,14]等，相关的影响因素包括土壤介质的侵蚀性、材料组织及成分不均匀[15]、预应力[16]、应力分布[17]、交变载荷[18]、氢[19]、塑形变形[20]、波动频率[21]、外加电位[22]和阴极保护电位波动[23]等，国内外学者进行了大量的研究，在此不再一一赘述。

相较于陆地埋地管线，海底管线处在腐蚀能力更强的海洋土壤环境中。海底管道腐蚀与所处海洋土壤环境密切相关，其腐蚀形式和腐蚀程度还取决于采取的防腐措施[24]。据统计，腐蚀对海底管道损坏所占的比例非常大，主要是由管道输送液体引起的内腐蚀，其次是外腐蚀，此外在管道横断面上波浪诱发冲蚀作用，在管接头和截面上容易发生腐蚀疲劳[25]。影响海底管线外部土壤腐蚀的主要因素有：土壤的透气性、导电性、酸碱性、溶解的盐类、细菌等[24]。海洋生物和溶解氧[26]促进的缝隙腐蚀，还

有焊缝区的点蚀[27]等都是对海底管道的安全威胁较大的腐蚀破坏形式。腐蚀对海底管线的破坏通常难以准确预测，最近，Gomes等[28]基于现场数据建立了一个多项式混沌腐蚀生长模型，可用于海底管线优化设计。实际的工程设计和应用中，为了防止海底土壤环境的腐蚀，海底管线外部采用了防腐层、保温层、配重层等多重保护层，并辅助以阴极保护，特殊情况下还采用双层管的设计，具有极高的安全系数[8]。

东黄输油管道爆炸事故原因表明，海岸土壤环境特点跟陆地土壤环境和海底泥环境存在显著差异，油气管道在此环境中存在严重的局部腐蚀和腐蚀破裂风险，因而有必要将海岸土壤环境作为一种独特的腐蚀环境，并深入研究该环境对油气管道局部腐蚀发生和发展过程的影响规律。

从腐蚀环境自身考虑，将海岸土壤环境作为一种独特的腐蚀环境，需要探讨的首要问题就是海岸土壤环境特有的腐蚀环境特征。其地理位置位于海岸线周围，是陆地土壤环境与海洋土壤环境的交界地带，会受到海水周期性潮汐影响，其物理组成为海水/高含盐地下水/沙粒/粘土质/海洋大气的多相多界面结构，局部位置之间存在相组成、盐含量、氧含量、水含量等多种差异，是一种非常典型的不均匀腐蚀环境。海岸土壤环境具有高盐含量、高湿、与空气直接接触、气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替变化等特点。相对的，海底土壤环境是海水饱和的液/固两相体系，与空气不直接接触，是比较稳定的无氧环境；陆地土壤环境一般含盐量相对较低，没有干湿交替变化，但是也是与空气直接接触的气/液/固三相腐蚀体系。显然，海岸土壤环境具有显著区别于陆地土壤环境和海底土壤环境的若干要素，需要研究的是哪些要素在腐蚀过程中构成了海岸土壤环境的独有的腐蚀环境特征。

3 海岸油气管道局部腐蚀影响因素

在海岸土壤环境油气管道局部腐蚀的发生和发展过程中，相关的影响因素包括：

首先，从环境角度考虑，在透气性、导电性、酸碱性和溶解的盐类等诸多方面，海岸土壤环境都不同于陆地土壤环境和海底土壤环境，具有自身的特点。相对于陆地土壤环境，海岸土壤环境的腐蚀能力首先取决于其化学组成[29]，盐碱和氯化物含量高必然导致土壤腐蚀性强，而且含水率高、潮湿的土壤环境容易导致涂层的剥离，造成管线局部腐蚀[30]。相对于海底土壤环境，海岸土壤环境与空气直接接触，具有更高的氧含量，容易造成氧浓差电池；自身气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替的特点也更容易诱导局部腐蚀的发生。

其次，从管线防护涂层考虑，海岸土壤环境油气管道的局部腐蚀也取决于涂层的性质和失效模式[31]，涂层直接影响到土壤电解液向管线钢表面的渗透。从海岸土壤环境中渗透到涂层下的薄层电解液由于空间的限制和物质交换的困难能够使得管线钢产生显著区别于体相溶液的腐蚀特性。涂层下薄层土壤溶液中，利用扫描Kelvin探针测得的X70管线钢阳极曲线具有一定的钝性特征，这与本体溶液中的活性溶解是存在差异的[32]。涂层下腐蚀过程受到侵蚀性离子、浸泡时间、氧浓度和干湿循环等因素影响[33]。

再次，考虑到材料自身的表面状态，油气管道局部腐蚀与管线钢表面的损伤和缺陷密切相关，例如擦伤、微孔和腐蚀坑等表面缺陷[34]。一些研究工作尝试着从机制上解释管线钢表面损伤与裂纹诱发的关系[35]。本文作者曾对X70管线钢表面划痕、凹坑和点蚀坑等几种类型的表面损伤进行了微区电化学测试，发现这些表面缺陷造成了管线钢表面腐蚀电化学性质的差异，有的损伤进一步发展的可能性较大，这对于局部腐蚀和损伤发展成为裂纹过程能起到一定的诱导作用[36]。此外，材料的力学和电化学等状态参量，都影响土壤环境局部腐蚀发生和发展过程。

综上所述，影响海岸土壤环境油气管道局部腐蚀的因素很多，但这些因素起作用的方式，它们跟油气管道局部腐蚀发生和发展过程具体的联系，其中能够诱导油气管道局部腐蚀发生的主要因素，以及这些因素对于局部腐蚀的加速发展所起到的强化作用等仍有待进一步研究。因此，必须从核心本质问题入手，系统的研究海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的诱导和强化规律，才能获得对海岸土壤环境中油气管道局部腐蚀机制的深刻理解。

4 海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的影响

从电化学本质上理解，局部腐蚀的发生和发展是材料/腐蚀环境界面的电化学不均匀状态发展成为了宏观的阴、阳极腐蚀电池，这些不均匀包括材料不均匀、腐蚀环境不均匀和界面状态不均匀。

首先值得重点关注不均匀的海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀发生和发展过程的影响。海洋土壤环境对油气管道局部腐蚀的影响主要体现在两个方面：一方面是对局部腐蚀的诱导，另一方面是对局部腐蚀的加速强化。高盐、干湿交替、多相多界面的海岸土壤腐蚀环境中很多要素能够影响局部腐蚀。例如，作为典型的多相不均匀腐蚀体系，即使是组织、

成分、界面状态相对均匀一致的油气管道材料处在海岸土壤环境中，也容易导致管线腐蚀界面的电位和电流密度等电化学信息分布不均匀，从而诱发点蚀和缝隙腐蚀等不同形式的局部腐蚀；氧浓差电池、盐浓差电池、涂层下缝隙结构[37]、气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替的特点等因素都能诱导产生局部腐蚀；这种典型不均匀的、具有较高Cl^-浓度和较强腐蚀能力的海岸土壤环境还能够强化加速点蚀、缝隙腐蚀、焊缝电偶腐蚀、应力腐蚀等局部腐蚀的发展过程。需要澄清的问题包括：海岸土壤环境中能够诱导油气管道局部腐蚀的发生的主要因素；其次，海岸土壤环境强化油气管道腐蚀电化学行为的差异，从而加速局部腐蚀发展的方式。可归纳为海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的诱导及强化机制，这是探讨海岸管线工程局部腐蚀作用机理中的关键科学问题。

5 海岸土壤中油气管道局部腐蚀研究展望

鉴于海岸土壤环境中油气管道局部腐蚀与界面进行的电化学过程休戚相关，因此界面电位、电流密度、阻抗等电化学信息尤其是微区的电化学分布信息对于局部腐蚀的环境诱导及强化规律研究显得至关重要。以往由于测试手段的限制难以得到局部腐蚀微区的电化学分布信息，缺乏最直接的实验证据来研究其产生和发展机制。这是由于经典的腐蚀电化学方法如电化学极化曲线和电化学阻抗谱等都只能获取整个样品表面的电化学信息，给出的是统计平均的数据，难以对局部区域的电化学信号进行区分。如今，各种微区电化学测试技术的发展为研究局部腐蚀诱导及强化规律提供了新的研究视角，为研究海岸土壤环境中油气管道界面电化学信息分布特征提供了有力的技术支撑。例如，扫描振动电极(SVET) 能测试溶液中金属材料表面电流密度分布，反映出微区腐蚀阴阳极分布和相对腐蚀速率大小；局部电化学阻抗谱 (LEIS) 不仅能够研究具体某一点的全频率电化学阻抗谱，还能在固定频率下进行扫描测试研究电极表面阻抗分布特征。SVET 和 LEIS 等微区电化学测试技术曾用于研究应力和氢联合作用对 X70 管线钢局部阳极溶解的影响[38]，获得了比较理想的研究结果，验证了微区电化学测试技术在溶液体系表征管线钢局部腐蚀的可行性。

然而，在海岸土壤环境中进行油气管道界面微区电化学分布信息的测试却面临着较大的技术困难，体现在两个方面：一方面，由于海岸土壤环境为气/液/固三相不均匀的体系，腐蚀介质中含有沙砾、粘土等固态成分，SVET 和 LEIS 等扫描探针式的微区电化学测试技术在该体系中无法进行界面电化学测试；另一方面，实际工程应用中的油气管道都受到涂层保护[2]，只有在涂层破损或者渗透进入土壤电解液后才可能发生腐蚀，涂层下薄层电解液中发生的局部腐蚀表征由于电解液薄层的限制和涂层的阻碍等原因也存在较大的技术难点。

因此，需要针对海岸土壤独特的腐蚀环境特征，综合利用多种微区扫描电化学技术，通过设计专门的电极、测试装置及实验方案来获得界面电位、电流密度、阻抗谱和极化电阻等微区电化学分布信息，才能够系统研究海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀发生和发展过程的影响。

6 结束语

东黄输油管道爆炸事故原因表明，海岸土壤环境特点跟陆地土壤环境和海底泥环境存在显著差异，油气管道在此环境中存在严重的局部腐蚀和腐蚀破裂风险，因而有必要将海岸土壤环境作为一种独特的腐蚀环境，系统研究海岸土壤环境对油气管道局部腐蚀的影响。

海岸土壤具有显著区别于陆地土壤和海底土壤的腐蚀环境特征，即具有高盐含量、高湿、与空气直接接触、气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替变化等特点。氧浓差电池、盐浓差电池、涂层下缝隙结构、气/液/固三相不均匀的组成结构和干湿交替的特点等海岸土壤腐蚀环境因素都能诱导油气管道局部腐蚀发生，并强化加速点蚀、缝隙腐蚀、焊缝电偶腐蚀、应力腐蚀等局部腐蚀的发展。深入研究海岸土壤的腐蚀环境特征及其对油气管道局部腐蚀的影响，不仅有助于深入理解海岸土壤的腐蚀环境特征在油气管道局部腐蚀破裂过程中的作用及其机制，还可为海岸带管线工程的设计施工、腐蚀控制和长周期安全运行提供科学依据。

参考文献

[1] State Council "11.22" Accident Investigation Team. Investigation report for “11.22” leakage explosion accident of Sinopec Dongying-Huangdao oil pipeline in Qingdao city, Shandong province [R]. 2014

(国务院山东省青岛市“11.22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故调查组. 山东省青岛市“11.22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故调查报告 [R]. 2014)

[2] Cao C N. Natural Corrosion of China's Materials [M]. Beijing: Chemistry Industry Press, 2005: 449

(曹楚南. 中国材料的自然环境腐蚀 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2005: 449)

[3] Weng Y J, Li X Y, Yang J P. A study on soil corrosion models in dagang oilfield [J]. Acta Petrol. Sin., 1996, 17(3): 137

(翁永基, 李相怡, 杨建平. 大港油田土壤腐蚀模型研究 [J]. 石油

学报, 1996, 17(3): 137)

[4] Li X Y, Weng Y J, Zhang Y, et al. Assessment of soil corrosiovity in chegndao beach [J]. Oil Gas Storage Transp., 1999, 18(2): 50
(李相怡, 翁永基, 张勇等. 埕岛滩海土壤腐蚀性评价 [J]. 油气储运, 1999, 18(2): 50)

[5] Qian X K, Jiang X F. 2014 Domestic and International Oil and Gas Industry Development Report [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015
(钱兴坤, 姜学峰. 2014年国内外油气行业发展报告 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2015)

[6] Yuan Y, Gao Q S, Liu Y. Gas pipeline corrosion analysis and countermeasures [J]. Oil-Gas field Surf. Eng., 2011, 30(8): 4
(袁英, 高强生, 刘义. 天然气管道腐蚀分析与对策 [J]. 油气田地面工程, 2011, 30(8): 4)

[7] Li G F, Yang W. Corrosion and protection of buried important pipelines [J]. Corros. Prot., 2009, 30(9): 620
(李光福, 杨武. 埋地重要管线的腐蚀与防护 [J]. 腐蚀与防护, 2009, 30(9): 620)

[8] Engineering Design Guide Editorial Board. Offshore Oil Engineering Design Guide: Offshore Oil Engineering Pipeline Design [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 249
(《海洋石油工程设计指南》编委会. Offshore海洋石油工程设计指南: 海洋石油工程海底管道设计 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 249)

[9] Zhang X L. Corrosion protection, thermal insulation and weight coating of subsea pipeline [J]. Anticorros. Insul. Technol., 2009, 17 (2): 4
(张晓灵. 海底管道防腐保温及配重技术 [J]. 防腐保温技术, 2009, 17(2): 4)

[10] Chen Y, Fei J Y, Wan B H, et al. Stress corrosion crack of buried X80 oil pipeline and its protection [J]. Mater. Heat Treat., 2011, 40 (22): 51
(陈叶, 费敬银, 万冰华等. 埋地X80石油管道的应力腐蚀与防护 [J]. 热加工工艺, 2011, 40(22): 51)

[11] Robert L A, Neha R, Kip O F, et al. Modeling the fatigue crack growth of X100 pipeline steel in gaseous hydrogen [J]. Int. J. Fatigue, 2014, 59: 262

[12] Fassina A P, Brunella M F, Lazzari L, et al. Effect of hydrogen and low temperature on fatigue crack growth of pipeline steels [J]. Eng. Fract. Mech., 2013, 103: 10

[13] Contreras A, Hernández S L, Orozco-Cruz R, et al. Mechanical and environmental effects on stress corrosion cracking of low carbon pipeline steel in a soil solution [J]. Mater. Design, 2012, 35: 281

[14] Dong C F, Liu Z Y, Li X G, et al. Effects of hydrogen-charging on the susceptibility of X100 pipeline steel to hydrogen- induced cracking [J]. Int. J. Hydrogen Energy, 2009, 34(24): 9879

[15] Mohtadi-Bonab M A, Szpunar J A, Collins L, et al. Evaluation of hydrogen induced cracking behavior of API X70 pipeline steel at different heat treatments [J]. Int. J. Hydrogen Energy, 2014, 39 (11): 6076

[16] Jia Y Z, Wang J Q, Han E-H. Stress corrosion cracking of X80 pipeline steel in near-neutral pH environment under constant load tests with and without preload [J]. J. Mater. Sci. Technol., 2011, 27 (11): 1039

[17] Tang X, Cheng Y F. Micro-electrochemical characterization of the effect of applied stress on local anodic dissolution behavior of pipeline steel under near- neutral pH condition [J]. Electrochim. Acta, 2009, 54(5): 1499

[18] Wang Z Y, Wang J Q, Han E-H, et al. Effect of mechanical factors on SCC initiation of pipeline steel [J]. J. Chin. Soc. Corros. Prot., 2008, 28(5): 282
(王志英, 王俭秋, 韩恩厚等. 力学因素对管线钢应力腐蚀开裂裂纹萌生的影响 [J]. 中国腐蚀与防护学报, 2008, 28(5): 282)

[19] Lu B T, Luo J L, Norton P R, et al. Effects of dissolved hydrogen and elastic and plastic deformation on active dissolution of pipeline steel in anaerobic groundwater of near- neutral pH [J]. Acta Mater., 2009, 57(1): 41

[20] Xu L Y, Cheng Y F. Corrosion of X100 pipeline steel under plastic strain in a neutral pH bicarbonate solution [J]. Corros. Sci., 2012, 64: 145

[21] Sun Q L, Cao B, Wu M S. Effect of fluctuant load frequency on stress corrosion cracking behavior of X70 steel welded joint [J]. Heat Treat. Met., 2008, 33(12): 28
(孙齐磊, 曹备, 吴荫顺. 波动频率对X70钢焊接接头应力腐蚀行为的影响 [J]. 金属热处理, 2008, 33(12): 28)

[22] Liu Z Y, Wang C P, Du C W, et al. Effect of applied potential on stress corrosion cracking of X80 pipeline steel in simulated Yingtan soil solution [J]. Acta Metall. Sin., 2011, 47(11): 1434
(刘志勇, 王长朋, 杜翠薇等. 外加电位对X80管线钢在鹰潭土壤模拟溶液中应力腐蚀行为的影响 [J]. 金属学报, 2011, 47(11): 1434)

[23] Liu Z Y, Li X G, Cheng Y F. Understand the occurrence of pitting corrosion of pipeline carbon steel under cathodic polarization [J]. Electrochim. Acta, 2012, 60: 259

[24] Zhou J, Chen Y F, Li X, et al. A review of the study on the damage mechanism of corroded submarine pipeline under complex loadings [J]. Ocean Eng., 2008, 26(1): 127
(周晶, 陈严飞, 李昕等. 复杂荷载作用下海底腐蚀管线破坏机理研究进展 [J]. 海洋工程, 2008, 26(1): 127)

[25] Li J, Wang H B, Li Y. Main factors influencing marine pipeline service life and proposal of countermeasures [J]. Petrol. Eng. Constr., 2007, 33(2): 35
(李军, 王洪彬, 李燕. 影响海底管道寿命的主要因素及防范建议 [J]. 石油工程建设, 2007, 33(2): 35)

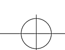
[26] Machuca L L, Bailey S I, Gubner R, et al. Effect of oxygen and biofilms on crevice corrosion of UNS S31803 and UNS N08825 in natural seawater [J]. Corros. Sci., 2013, 67: 242

[27] Chaves I A, Melchers R E. Pitting corrosion in pipeline steel weld zones [J]. Corros. Sci., 2011, 53(12): 4026

[28] Gomes W J S, Andr'e T B. Optimal inspection and design of onshore pipelines under external corrosion process [J]. Struct. Safety, 2014, 47: 48

[29] Ferreira C A M, Ponciano J A C, Vaitsman D S, et al. Evaluation of the corrosivity of the soil through its chemical composition [J]. Sci. Total Environ., 2007, 388(1-3): 250

[30] Meresht E S, Farahani T S, Neshati J. Failure analysis of stress cor-



rosion cracking occurred in a gas transmission steel pipeline [J]. Eng. Fail. Anal., 2011, 18(3): 963

[31] Lee S H, Oh W K, Kim J G. Acceleration and quantitative evaluation of degradation for corrosion protective coatings on buried pipeline: Part II. Application to the evaluation of polyethylene and coal-tar enamel coatings [J]. Prog. Org. Coat., 2013, 76(4): 784

[32] Fu A Q, Tang X, Cheng Y F. Characterization of corrosion of X70 pipeline steel in thin electrolyte layer under disbonded coating by scanning Kelvin probe [J]. Corros. Sci., 2009, 51(1): 186

[33] Fu A Q, Cheng Y F. Characterization of corrosion of X65 pipeline steel under disbonded coating by scanning Kelvin probe [J]. Corros. Sci., 2009, 51(4): 914

[34] Xu L Y, Cheng Y F. Reliability and failure pressure prediction of various grades of pipeline steel in the presence of corrosion defects and pre-strain [J]. Int. J. Pres. Ves. Pip., 2012, 89: 75

[35] Chen W, Boven G van, Rogge R. The role of residual stress in neutral pH SCC of pipeline steels Part II: Crack dormancy [J]. Acta Mater., 2007, 55(1): 43

[36] Tang X, Cheng Y F. Localized dissolution electrochemistry at surface irregularities of pipeline steel [J]. Appl. Surf. Sci., 2008, 254 (16): 5199

[37] Eslami A, Fang B, Kania R, et al. Stress corrosion cracking initiation under the disbonded coating of pipeline steel in near-neutral pH environment [J]. Corros. Sci., 2010, 52(11): 3750

[38] Tang X, Cheng Y F. Quantitative characterization by micro-electrochemical measurements of the synergism of hydrogen, stress and dissolution on near-neutral pH stress corrosion cracking of pipelines [J]. Corros. Sci., 2011, 53(9): 2927

